

Analisis Koordinasi Relai Proteksi Transformator I GI Bumicokro Akibat Uprating Daya

Anang Dasa Novfowan^{*a)}, Mochammad Mieftah^{a)}, Heri Sungkowo^{a)}

(Artikel diterima: Mei 2023, direvisi: Juni 2023)

Abstract: Nowadays, Electricity is a important thing for people. As the load grown at the Bumicokro Substation, transformer I had replaced from 50 MVA to 60MVA. Because of that, the relays protection had to be resetting because of the changes of nominal current. Therefore, the objectives of this research are calculated and simulated the setting of OCR (Over Current Relay), GFR (Ground Fault Relay), SBEF (Stand by Earth Fault), differential and REF (Resistance Earth Fault) relay. ETAPv12.6 software is used to get the relay coordination Outgoing 22kV, Incoming 150kV, OCR (Over Current Relay), GFR (Ground Fault Relay), SBEF (Stand by Earth Fault), differential and REF (Resistance Earth Fault) after the calculation and simulation finished, then the result indicated the appropriate conditions to overcome the disturbance at the transformer according to the protection zone. The result of current setting for Differential relay is 2,88A, Primary REF is 0,5A, Secondary REF is 1,1A, 150kV OCR is 3,5A, and the moment setting is 28A, 22kV OCR 150kV 4,7A, GFR 1,44A, SBEF 1,0A. While, the result of time setting for Differential relay, Primary REF, Secondary REF are instant, for 150kV OCR is 1,06s, 22kV OCR is 1,07s, GFR 1,51s, and SBEF 8,8s.

Keywords: Differential Settings, OCR and GFR Setting, REF Setting, Relay Coordination, SBEF Setting, Transformer Protection

1. Pendahuluan

Tujuan utama dari sistem tenaga listrik adalah penyaluran daya listrik yang memiliki mutu dan keandalan yang tinggi. Oleh karena pentingnya suatu koordinasi relai pengaman pada suatu sistem yang baik, agar dapat meminimalisir dampak dari gangguan yang mungkin terjadi maka perlu adanya proteksi pada Gardu Induk Bumicokro.

Penyaluran tenaga listrik dengan mutu dan keandalan yang tinggi diperlukan proteksi yang handal juga. Akibat dari Uprating transformator ke 60MVA, mengakibatkan adanya perbedaan arus nominal transformator yang menyebabkan perubahan setting relai transformator 1. Oleh karena itu, pada penelitian ini dibahas proteksi pada Transformator 1 60 MVA Gardu Induk Bumicokro.

2. Metodologi

2.1 Relai

Relai adalah susunan peralatan yang berfungsi untuk merasakan adanya gangguan atau ketidak normalan pada peralatan atau bagian sistem tenaga listrik [1, 2]. Jenis relai yang dipasang adalah:

a. Differential Relay, relai yang memiliki prinsip kerja berdasarkan keseimbangan yang membandingkan arus-arus sekunder transformator arus (CT) yang terpasang pada terminal peralatan atau instalasi instalasi sistem tenaga listrik yang diamankan.

Seting slope 1 untuk memastikan relai bekerja pada saat gangguan internal dan mengantisipasi kesalahan perbandingan arus differensial akibat mismatch CT. untuk seting relai differensial digunakan 30% karena dipertimbangkan toleransi kesalahan ACT sebesar 10%, kesalahan CT 10%, kesalahan tap ACT 4% arus eksitasi 1% dan factor keamanan 5% oleh karena itu seting slope 1 dipilih = 20-30% [3, 4, 5].

$$I_{set} = 0,3 \times I_{nr} \quad (2.1)$$

Seting slope 2 untuk mengantisipasi kesalahan yang cukup

besar pada CT akibat kondisi saturasi saat terjadi arus gangguan eksternal yang cukup besar. Seting slope 2 dipilih = 20-80%.

$$I_{set} = 0,8 \times I_{nr} \quad (2.2)$$

b. Over Current Relay, OCR akan bekerja ketika ada gangguan hubung singkat yang dicatat oleh relai arah, apabila waktu bekerja relai arus lebih dipasang lebih lama maka makin dekat dengan tempat sumber tenaga, maka hanya relai yang dekat dengan gangguan saja yang bekerja [6].

$$I_{set} = I_n \times (110 \text{ s/d } 120\%) \quad (2.3)$$

$$TMS = \left[\frac{I_{hs-p-p}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1 \times t_{set} \quad (2.4)$$

Keterangan:

TMS : Time Multiple Setting

I_{hs-p-p} : Arus hubung singkat fase-fasa

I_{set} : Seting arus OCR

t_{set} : Time Setting (SI)

c. Ground Fault Relay, GFR merupakan relai yang bekerja dengan input analog arus, dimana relai akan bekerja apabila relai merasakan arus gangguan 1 fasa ke tanah di atas nilai setingnya [7].

$$I_{set} = I_n \times (20 \text{ s/d } 30\%) \quad (2.5)$$

$$TMS = \left[\frac{I_{hs-1fasa}}{I_{set}} \right]^{0,02} - 1 \times t_{set} \quad (2.6)$$

Keterangan:

TMS : Time Multiple Setting

I_{hs1fasa} : Arus hubung singkat fase-fasa

I_{set} : Seting arus GFR

t_{set} : Time Setting (SI)

d. Resistance Earth Fault, REF berfungsi untuk mengamankan transformator dari gangguan fasa ke tanah didekat titik netral transformator [8, 9].

$$I_{set} = 0,22 \times I_n \quad (2.7)$$

$$V_{set} = 1,5 \times V_r \quad (2.8)$$

*Korespondensi: anang.dasa@polinema.ac.id

a) Prodi Teknik Listrik, Jurusan Teknik Elektro, Polinema.
Jalan Soekarno-Hatta No. 9 Malang 65141

Keterangan:

- Iset : Seting arus REF
- vset : Setting Tegangan REF
- In : Arus nominal
- Vr : Tegangan Jepit

e. **Stand by Earth Fault**, SBEF berfungsi mengamankan NGR dari kerusakan akibat panas yang dihasilkan oleh arus hubung singkat yang mengalir ke titik netral transformator secara terus menerus [10].

$$I_{set} = \frac{0.4 \times I_n NGR}{CT_{NGR}} \quad (2.9)$$

$$TMS = \frac{120}{\left(\frac{I_{hs1fasa}}{I_{set}}\right) - 1} \times t_d \quad (2.10)$$

Keterangan:

- Iset : Seting arus SBEF
- I_n NGR : Arus Nominal NGR
- CT_{NGR} : Ratio CT NGR
- T_d : Time Setting (SI)
- TMS : Time Multiple Setiing
- I_{hs} 1fasa : Arus hubung singkat fasa-tanah

2.2 Hubung Singkat Pada Sistem Tenaga Listrik

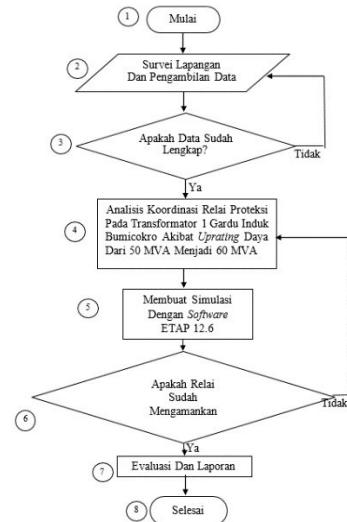
Dalam sistem tenaga listrik 3 fasa tidak boleh terjadinya fasa terhubung dengan fasa lain atau ground, jika itu terjadi maka akan timbul arus yang besar yang dinamakan arus hubung singkat.

Berikut adalah macam-macam arus hubung singkat [11, 12]:

- a. Arus Hubungsingkat 3 Fasa
- b. Arus Hubungsingkat 1 Fasa-Tanah
- c. Arus Hubungsingkat 2 Fasa
- d. Arus Hubungsingkat 2 fasa-tanah

2.3 Diagram Alir Penelitian

Pada Gambar 2.1 menjelaskan proses pengerjaan laporan akhir yaitu mulai dari survei lapangan dan pengambilan data, pengolahan data dan perhitungan manual, pemodelan pada software ETAPv12.6. Lalu melakukan melakukan simulasi koordinasi relai dengan software , menentukan data seting relai.



Gambar 2.1 Diagram Alir Penelitian

Apabila semua relai sudah mengamankan transformator, maka data seting sudah benar. Dan apabila masih terdapat kesalahan pada koordinasi relai maka harus dilakukan analisa ulang pada data data seting relai. Jika koordinasi sudah benar maka dilanjutkan dengan pembuatan laporan penelitian.

3. Pembahasan

Uprating ini dilakukan karena beban transformator yang sudah melebihi 80% berdasarkan data dari PT PLN (Persero). Dalam melakukan analisis koordinasi relai dibutuhkan beberapa data, yaitu data impedansi transformator dan line, data spesifikasi transformator dan peralatan yang terpasang pada bay transformator tersebut [13, 14]. Setelah mendapat data tersebut, maka dilakukan perhitungan arus hubung singkat. Dilanjutkan dengan perhitungan setting relai Differensial, OCR sisi 150kV, OCR sisi 22kV, REF sisi 150kV, REF sisi 22kV, GFR, dan SBEF. Setelah didapatkan setting relai maka dilanjutkan dengan menganalisa koordinasi relai backup antara sisi primer dan sekunder, yaitu relai OCR, GFR, dan SBEF

3.1 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Nilai hubung singkat sangat berpengaruh pada setting relai [15], maka berikut ditampilkan tabel hasil perhitungan arus hubung singkat pada Gardu Induk Bumicokro.

TABEL 3.1 NILAI ARUS HUBUNG SINGKAT

Tnik: Gangguan	Hubung Singkat 3 Fasa				Hubung Singkat 2 Fasa				Hubung Singkat 2 Fasa Tanah				Hubung Singkat 1 Fasa Tanah			
	I fault (A)								I fault (A)				I fault (A)			
	IA/(A) < - (°)	IB/(A) < - (°)	IC/(A) < - (°)	IG/(A) < - (°)	IB/(A) < - (°)	IC/(A) < - (°)	IA/(A) < - (°)	IG/(A) < - (°)	IB/(A) < - (°)	IC/(A) < - (°)	IA/(A) < - (°)	IG/(A) < - (°)	IA/(A) < - (°)	IG/(A) < - (°)		
F1	15122	-83,04	15122	156,95	15122	36,96	13090	173,2	13090	6,7	14048	168,34	12667	26,54	14075	-39,9
F2	16034	-83,09	16034	150,91	16034	36,9	13710	-173,2	13710	6,69	21750	142,32	17430	27,80	12140	-81,09
F3	11912	-89,25	11912	150,75	11912	30,74	5900	150,74	5900	89,26	5900	90,4	1049	0,85	25,19	-0,1
F4	7950	-76,35	7950	163,65	7950	43,65	6840	-166,37	6840	13,5	7870	-136,7	4530	14,5	25,19	-0,15

Dari Tabel 3.1 diketahui besar arus hubung singkat pada:

- F1 : Bus 150kV
- F2 : Kawat Penghantar Sisi 150kV
- F3 : Kabel Sisi 22kV
- F4 : Bus 22kV

3.2 Perhitungan Seting Differensial

a. Perhitungan Arus Setting

- Kesalahan CT150kV = 5%
- Kesalahan CT 22kV = 5%
- Kesalahan Tap

Ratio Trafo (n)

$$n = \frac{150}{22} = 6,81$$

- Batas Operasi Tap Tertinggi (vH) = 165 kV Arus Operasi:

$$iH = \frac{S}{\sqrt{3} \times vH} = \frac{60000}{\sqrt{3} \times 165} = 209,9 \text{ A}$$

Arus Differensial pada tap tertinggi :

$$idH = \frac{iH \times n - In22kv}{In22kv} = \frac{209,9 \times 6,81 - 1574}{1574} = -0,091 \text{ A}$$

- Batas Operasi Tap Terendah (vL) = 135kV Arus operasi :

$$iL = \frac{S}{\sqrt{3} \times vL} = \frac{60000}{\sqrt{3} \times 135} = 256,6 \text{ A}$$

Arus Differensial pada tap terendah :

$$idL = \frac{iL \times n - In22kv}{In22kv} = \frac{256,6 \times 6,81 - 1574}{1574} = 0,10 \text{ A}$$

b. Kesalahan Missmatch

- Perhitungan error tap ACT pada posisi normal (eT150) :

$$eT150 = \frac{In150}{CT150} - \frac{In22}{CT22} = \frac{230,9}{400/5} - \frac{1574}{2000/5} = -1,04 \text{ A}$$

- Perhitungan error tap ACT pada posisi tinggi (eT165) :

$$eT165 = -1,31 \text{ A}$$

- Perhitungan error tap ACT pada posisi rendah (eT135) :

$$eT135 = -0,72 \text{ A}$$

c. Perhitungan Seting ACT 150kV dan 22kV Tap Normal

- Setting ACT 150kV

Arus Sekunder CT 150kV :

$$IsCT150 = \frac{In150}{CT150} = \frac{230,9}{400/5} = 2,88 \text{ A}$$

Arus Primer ACT 150kV Rangkaian Delta:

$$IpACT150 = IsCT150 \times \sqrt{3} = 2,88 \times \sqrt{3} = 4,98 \text{ A}$$

Perhitungan Lilitan ACT :

$$nACT150 = \frac{IpACT}{5} = \frac{4,98}{5} = 0,99 \text{ A}$$

- Setting ACT 22kV

Arus Sekunder CT 22kV :

$$IsCT22 = 3,93 \text{ A}$$

Arus Primer ACT 22kV Rangkaian Delta:

$$IpACT22 = 6,8 \text{ A}$$

Perhitungan Lilitan ACT:

$$nACT22 = 1,36 \text{ A}$$

d. Missmatch Actual pada Beban Normal

- Normal (emm1) = $\left| \frac{IpACT150}{nACT150} - \frac{IpACT22}{nACT22} \right| = \left| \frac{4,98}{0,99} - \frac{6,8}{1,36} \right| = 0\%$
- Tinggi (emm2) = -0,45%
- Rendah (emm3) = 0,61%

Maka dipilih nilai emm tertinggi yaitu emm3 sebesar 0,61 Presentasi Missmatch terhadap In Relai = 5 A

$$Ems = \frac{emm3}{5} = \frac{0,61}{5} = 0,12\%$$

e. Arus Setelan Minimum Differensial

$$\begin{aligned} Idiff &= eCT150 + eCT22 + edT + ems + eSF \\ &= 5\% + 5\% + 10\% + 0,12\% + 5\% \\ &= 25,12\% \end{aligned}$$

Iset > Idiff, maka dipilih setting sebesar 30%

$$Iset = 0,3 \times Inr = 0,3 \times 5 = 1,5 \text{ A}$$

f. Gangguan Internal

Sebagai simulasi untuk gangguan internal diberikan nilai 3,93 pu.

$$Ipu = 3,93 < -88,6^\circ \text{ pu}$$

$$Ib22 = 2886 \text{ A}$$

$$Ib150 = 384,4 \text{ A}$$

$$I22kV = Ipu \times Ib22$$

$$= 3,96 \times 2886 = 11341 < -88,6^\circ \text{ pu}$$

$$I150kV = Ipu \times Ib150$$

$$= 3,96 \times 384,9 = 1512 < -88,6^\circ \text{ pu}$$

- Tap ACT:

$$\text{Tap ACTs} = \frac{IsCTs}{ICTsp} = \frac{5}{2,3} = 2,17$$

$$\text{Tap ACTp} = \frac{IsCTs}{ICTsp} = \frac{5}{3,93} = 1,27$$

Maka arus yang mengalir pada CT differensial sebesar:

$$\begin{aligned} ICT22 &= \frac{IGangguan}{Ratio CT} \times TapACTs = \frac{11341}{2000/5} \times 1,27 = 36 \text{ A} \\ ICT150 &= 41 \text{ A} \end{aligned}$$

- Maka nilai arus kerja minimum adalah:

$$Idiff = 36 \text{ A} + 41 \text{ A} = 77 \text{ A}$$

- Maka nilai operasi gangguan adalah :

$$Iop = Sloper(\%) \times Idiff = 30\% \times 77 \text{ A} = 23,1\%$$

3.3 Setting REF

a. REF 150kV (Primer)

- Data CT

$$\text{Sisi Netral} : RCT_N = 0,9 \Omega$$

$$\text{Sisi Fasa} : R\Phi = 0,9 \Omega$$

$$\text{Resistansi Lead} : R1 = 1,4 \Omega$$

$$\text{Resistansi ACT} : Rt = 0,12 \Omega$$

$$V_{kn} : V_{ks} = 242,4 \Omega$$

$$I \text{ magnetisasi } V_{ks} = 0,078 \text{ A}$$

- Setting Tegangan Kerja

Tegangan jepit pada relai dari sisi CT fasa :

$$V_{r\Phi} = \frac{I_{hs}}{CT_{n150}} (R_{\Phi} + (2 \times R_1) + R_t)$$

$$= \frac{13090}{400} (0,9 (2 \times 1,4) + 0,12) = 124,9 \text{ V}$$

$$V_{rN} = \frac{I_{hs}}{CT_{n150}} (R_{CT_{N+}} (2 \times R_1))$$

$$= \frac{13090}{400} (0,9(2 \times 1,4)) = 121,06 \text{ V}$$

Dari perhitungan diatas maka dipilih nilai $V_r = 124,9 \text{ A}$ dan dipilih setting 125 V. dengan kesepakatan nilai factor keamanan (k) = 1,5-3. Maka:

$$V_{set} = 1,5 \times V_r$$

$$= 1,5 \times 125 = 187,5 \text{ V}$$

$$I_{set} = 0,1 \times I_n$$

$$= 0,1 \times 5 = 0,5 \text{ A}$$

$$I_{op} = I_{set} + (n \cdot I_{mag})$$

$$= 0,5 + (4 \times 0,078) = 0,53 \text{ A}$$

- Sensitifitas Pengaman (s)

$$S = \frac{I_{op}}{I_n} \times 100\% = \frac{0,53}{5} \times 100\% = 10,6\%$$

b. REF 22kV (Sekunder)

- Data CT

$$\text{Sisi Netral} : R_{CT_N} = 2,1 \Omega$$

$$\text{Sisi Fasa} : R_{\Phi} = 2,1 \Omega$$

$$\text{Resistansi Lead} : R_1 = 0,3 \Omega$$

$$\text{Resistansi ACT} : R_t = 0 \Omega$$

$$V_{kn} : V_{ks} = 609,07 \Omega$$

$$I \text{ magnetisasi } V_{ks} = 0,029 \text{ A}$$

- Setting tegangan Kerja

Tegangan jepit pada relai dari sisi CT fasa:

$$V_{r\Phi} = 0,168 \text{ V}$$

$$V_{rN} = 0,168 \text{ V}$$

Dari perhitungan diatas maka dipilih nilai $V_r = 0,168 \text{ A}$ dan dipilih setting 0,17 V. Dengan kesepakatan nilai factor keamanan (k) = 1,5-3. Maka:

$$V_{set} = 0,25 \text{ V}$$

$$I_{set} = 1,1 \text{ A}$$

$$I_{op} = 0,145 \text{ A}$$

- Sensitifitas Pengaman (s)

$$S = 2,94\%$$

3.4 Setting OCR sisi 22kV

- Setting Arus

$$\text{Rasio CT} = 2000/5$$

$$I_p = I_n \times 120\% = 1574 \times 120\% = 1888,8 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{I_p}{CT_{22}} = \frac{1888,8}{2000/5} = 4,7 \text{ A}$$

- Setting Waktu

Setting waktu relai (Td) dengan karakteristik Standart Invers

$$T_d = \frac{\left(\frac{I_{scp-p}}{I_{set}}\right)^{0,14} - 1}{0,14} \times t$$

$$= \frac{\left(\frac{6840}{1888,8}\right)^{0,14} - 1}{0,14} \times 1 = 0,18 \text{ dipilih } 0,2 \text{ SI}$$

Waktu Aktual (t)

$$t = \frac{\left(\frac{I_{scp-p}}{I_{set}}\right)^{0,14} - 1}{0,14} \times t_d$$

$$= \frac{\left(\frac{1488}{280}\right)^{0,14} - 1}{0,14} \times 0,2 = 0,84 \text{ s}$$

3.5 OCR sisi 150kV

a. Setting Arus

$$\text{Rasio CT} = 400/5$$

$$I_p = 277,128 \text{ A}$$

$$I_s = 3,46 \text{ A}$$

b. Setting Waktu

$$T_d = 0,67 \text{ SI}$$

Waktu actual (t)

$$t = 1,06 \text{ s}$$

c. Setting Arus Momen

$$I_s = 5,7 \text{ A}$$

$$I_m = 8 \times I_{set} = 8 \times 280 \text{ A} = 2240 \text{ A} \text{ maka setting } 28 \text{ A}$$

3.6 Setting GFR

- I_n trafo = 230,94 A
- I_n relai = 5 A
- $I_{sc p-g} = 14,07 \text{ kA}$
- CT = 400/5 A
- Ketetapan waktu P3B = 1,5 s
- CTN = 300/5 A

a. Setting Arus Kerja

$$I_p = 0,5 \times I_n = 0,5 \times 230,94 = 115,47 \text{ A}$$

$$I_s = \frac{I_p}{CT_{150}} = \frac{115,47}{5} = 1,46 \text{ A}$$

$$\text{Tap} = \frac{I_{set}}{I_{nr}} = \frac{1,44}{5} = 0,289 \text{ A}$$

$$I_{set} = \text{Tap} \times I_n \times CTN_{150} = 0,3 \times 5 \times 400/5 = 120 \text{ A}$$

b. Setting Waktu Kerja

Waktu kerja yang diinginkan = 1,5 s

$$t_d = \frac{\left(\frac{I_{sc p-g}}{I_{set}}\right)^{0,14} - 1}{0,14} \times t = \frac{\left(\frac{14075}{120}\right)^{0,14} - 1}{0,14} \times 1,5 = 1,07 \text{ SI}$$

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc p-g}}{I_{set}}\right)^{0,14} - 1} \times t_d = \frac{0,14}{\left(\frac{2529}{120}\right)^{0,14} - 1} \times 1,07 = 1,51 \text{ s}$$

3.7 Setting SBEF

- In relai = 5 A - CT NGR = 50/5 A
- In NGR = 25 A - if22m = 25 A
- Waktu diinginkan = 9 s

a. Setting arus kerja

$$I_{set} = \frac{0,4 \times I_{inNGR}}{CT\ NGR} = \frac{0,4 \times 25}{50/5} = 1\ A$$

$$Tap = \frac{I_{set}}{I_{nr}} = \frac{1}{5} = 0,2\ A$$

$$I_{set} = tap \times I_{nr} \times ctNGR = 0,2 \times 5 \times 10 = 10\ A$$

b. Setting waktu

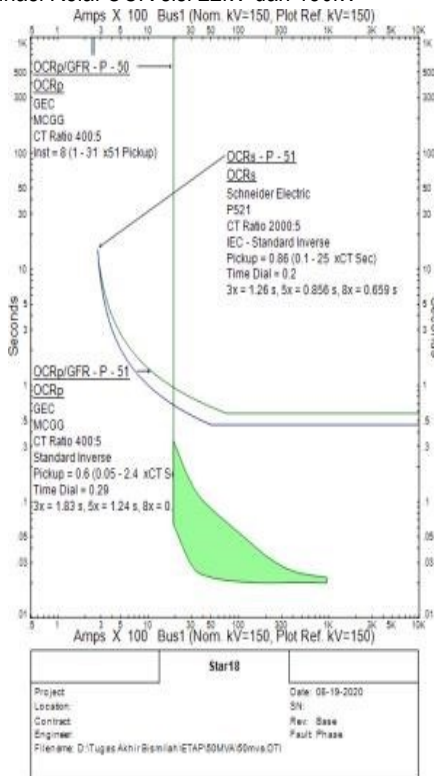
$$T_d = \frac{\left(\frac{I_{f20m}}{I_{set}}\right)^{-1}}{120} \times t = \frac{\left(\frac{25}{10}\right)^{-1}}{120} \times 9 = 0,11\ LTI$$

$$t = \frac{120}{\left(\frac{I_{f20m}}{I_{set}}\right)^{-1}} \times t_d = \frac{120}{\left(\frac{25}{10}\right)^{-1}} \times 0,11 = 8,8\ s$$

3.8 Koordinasi Relai.

Dari hasil perhitungan setting maka dilakukan simulasi untuk relai yang memiliki tunda waktu. Hal tersebut bertujuan agar pengamanan daerah gangguan bisa dibatasi.

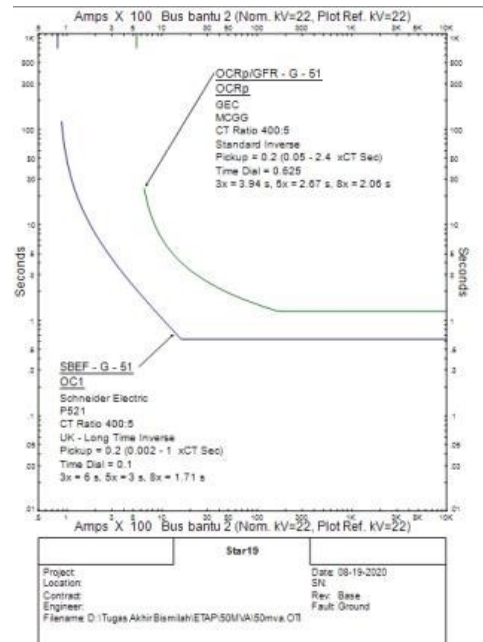
a. Koordinasi Relai OCR sisi 22kV dan 150kV



GAMBAR 3.1 KOORDINASI OCR

Dari Gambar 3.1 dapat dilihat, jika dalam koordinasinya OCR sisi 22kV akan bekerja terlebih dahulu memerintahkan PMT sisi 22kV untuk open, lalu jika gangguan masih dirasakan oleh relai 150kV maka relai akan bekerja memerintahkan PMT sisi 150kV untuk open.

b. Koordinasi Relai GFR dan SBEF



GAMBAR 3.2 KOORDINASI RELAI GFR DAN SBEF

Dari Gambar 3.2 dapat dilihat, jika dalam koordinasinya SBEF sisi 22kV akan bekerja terlebih dahulu memerintahkan PMT sisi 22kV untuk open, lalu jika gangguan masih dirasakan oleh relai GFR 150kV maka relai akan bekerja memerintahkan PMT sisi 150kV untuk open.

4. Kesimpulan

Sesuai dengan analisis yang dilakukan maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

- 1) Uprating Trafo 1 GI Bumicokro menjadi 60MVA mempengaruhi nilai setting relai proteksi. Karena penentuan setting relai proteksi didasarkan pada besar arus nominal sebuah transformator.
- 2) Dari analisa di atas maka nilai setting relai adalah sebagai berikut.

TABEL 4.1 NILAI SETTING RELAI

Nama Relai	60 MVA (PERHITUNGAN)	
	setting arus	setting waktu
Differential	2,88 A	INSTANT
	3,93 A	
REF Primer	0,5 A	INSTANT
REF Sekunder	1,1 A	
OCR Primer	3,5 A >> 28 A	1,06 S
OCR Sekunder	4,7 A	1,07 S
GFR	1,44 A	1,51 S
SBEF	1,0 A	8,8 S

- 3) Dalam koordinasinya relai pada sisi 22kV yaitu OCR sisi 22kV dan SBEF akan bekerja terlebih dahulu dan memerintahkan PMT 22kV untuk open, jika gangguan masih dirasakan pada

sisi 150kV maka relai sisi 150kV yaitu OCR sisi 150kV dan GFR akan bekerja memerintahkan PMT 150kV untuk open.

Daftar Pustaka

- [1] Arismunandar, A dan Kuwahara. 1991. *Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik Jilid II*. Jakarta: PT. Pradnya Paramita.
- [2] Arismunandar, A dan Kuwahara. 1991. *Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik Jilid III*. Jakarta: PT. Pradnya Paramita.
- [3] Basri, H. 2002. *Proteksi Sistem Tenaga Listrik*. Jakarta: ITSN.
- [4] Grainger, J. John dan Stevenson W.D. 1994. *Power System Analyss*. Singapore.
- [5] Hermawan, A. 2008. *Distribusi dan Transmisi Sistem Tenaga Listrik*. Malang.
- [6] Karyana. 2013. *Buku Pedoman dan Petunjuk Transmisi dan Gardu Induk Jawa-Bali*. Jakarta.
- [7] Purnomo, H. 2016. *Analysis Sistem Daya I*. Malang.
- [8] Suhadi, dan Wrahatno T. 2008. *Teknik Distribusi Tenaga Listrik Jilid I*. Jakarta: Direktorat Pembinaan SMK.
- [9] Tim Review PT. PLN (Persero). 2010. *Buku Pedoman Proteksi dan Kontrol Transformator*. Jakarta.
- [10] Tim Review PT. PLN (Persero). 2010. *Buku Pedoman Pemeliharaan Transformator Tenaga*. Jakarta.
- [11] M. F. Hakim, S. Nurhadi, H. D. F. Amaral, S. L. Hermawan, "Kapasitor Shunt Sebagai Korektor Tegangan Bus di Gardu Induk", *elposys*, vol. 10, no. 1, pp. 30–35, Feb. 2023.
- [12] S. I. Haryudo and U. T. Kartini, "Analisis Perbandingan Perhitungan Short Circuit Pada Gardu Induk 150/20 KV (Studi Kasus Pada Gardu Induk Manyar Gresik)," *JURNAL TEKNIK ELEKTRO*, pp. 507-515, 2021.
- [13] S. Nurhadi, M. F. Hakim, R. Joto, "Upaya Peningkatan Keandalan Penyulang dengan Manuver Jaringan", *elposys*, vol. 10, no. 1, pp. 88–93, Feb. 2023.
- [14] N. Nursalim, A. S. Sampeallo, A. P. Willi, "Analisis Koordinasi Dan Setting Over Current Relay (OCR) Pada Pemakaian Daya Sendiri PLTU SMS Energy Menggunakan Software Etap 12.6. 0", *Media Elektro Journal*, 97-106, 2019
- [15] G. RIZKY IRIANDO and A. IMAM AGUNG, "STUDI KOORDINASI SISTEM PROTEKSI PADA TRANSFORMATOR 20KV DI JARINGAN DISTRIBUSI 20KV PENYULANG BANDILAN", *JTE*, vol. 8, no. 3, Jul. 2019